

モデル試算による 各電源の発電コスト比較

平成16年1月
電気事業連合会

モデル試算による各電源の発電コスト比較

目 次

1. 目的

2. 試算方法及び試算の前提

2.1 試算方法及び試算の前提

2.2 割引率について

2.3 原子燃料サイクルコスト計算の諸元

3. 試算結果

3.1 原子燃料サイクルコストの評価結果

3.2 試算による発電原価

4. その他考慮すべき事項

4.1 有価証券報告書からの算定値

4.2 今回の算定方法における試算結果を扱う際に考慮すべき事項

5. まとめ

添付 1. 各種試算結果

添付 2. 原子燃料サイクルバックエンドのラグタイム

添付 3. 原子燃料サイクルバックエンドの処理単価

1. 目的

コスト等検討小委員会で電気事業連合会がこれまで説明したバックエンドコストの見積もりを踏まえ、原子力の経済性・収益性の評価、分析に資するため、各電源の発電コストの比較を行うもの。

2. 試算方法及び試算の前提

2.1 試算方法及び試算の前提

(1) 試算方法

本試算においては、1999 年 12 月、総合エネルギー調査会原子力部会(第 70 回)において報告された試算で用いた算定方法(以下、「1999 年原子力部会試算モデル」とする)に準拠した。1999 年原子力部会試算モデルは、OECD においても一般的に採用されている運転年数発電原価方式を使用している。

試算方法では、発電所が一定の年数運転するものとして、発電のために毎年必要となる経費を評価時点、すなわち運転開始時点の価格に換算した総経費と、発電によって得られる毎年の収入(=年間発電量×発電原価)を評価時点の価格に換算した総収入が等しくなるように発電原価を決定している。

[計算式]

$$\text{発電原価} = \frac{\text{資本費} + \text{燃料費} + \text{運転維持費}}{\text{発電電力量}}$$

○資本費

電源別の各モデルプラントにおける減価償却費、固定資産税、報酬、水利使用料(水力)、廃炉費用(原子力)の合計

○燃料費

単位数量あたりの燃料価格に必要燃料量を乗じた値

○運転維持費

各電源別の修繕費、諸費、給料手当、業務分担費、事業税の合計

したがって、この試算は、新規に運転開始し今後運転するプラントを想定し発電コストを算定するものである。

(2) モデルプラントの選定

試算に際しては、2002 年度運転開始のモデルプラントを想定した。モデルプラントについては、以下の条件に合うものを選択、試算に用いる建設費等のデータは、それらモデルプラントの平均値を使用した。

① 1999 年度から 2003 年度までに運転開始した発電所

・1999 年原子力部会試算モデルは、1996 年度から 2000 年度に運転開始した発電所

から選定されている。

・今回の試算は、時点を2002年度として1999年原子力部会試算モデルと同様の考え方をとった。

- ② 出力規模(水力 1～2 万 kW、石炭 60～105 万 kW、LNG 144～152 万 kW、石油 35～50 万 kW、原子力 118～136 万 kW)

※但し、石油及び原子力は 1997 年度以降、当該規模の新規プラントの運転開始がないため、1999 年原子力部会試算モデルと同じプラントを使用。

また、モデルプラント選定にあたっては、特定の電気事業者の持つ施設に偏らないように考慮した。

モデルプラントの選定結果は以下のとおり。

電源種	出力	モデルプラント
一般水力	1.5 万 kW	荒谷、新高津尾、宇奈月、大滝、奥津第二、新湯山
石油火力	40 万 kW	知内 2、尾鷲三田、宮津 1、宮津 2
LNG 火力	150 万 kW	千葉 1、千葉 2、富津 3、新名古屋 7
石炭火力	90 万 kW	苫東厚真 4、常陸那珂 1、苓北 2、橘湾 1・2、磯子新 1
原子力	130 万 kW	柏崎刈羽 6、柏崎刈羽 7、玄海 4

(注)出力規模は、各発電所出力の平均値。

(3) 運転年数及び設備利用率

モデルプラントの運転年数については、1999 年原子力部会試算モデルに合わせ 40 年の運転年数での試算を行うとともに、現実に移動しているプラントのコストに近い値で収益性をみるとの観点から運転年数を法定耐用年数(火力 15 年、原子力 16 年)とする試算を合わせて行った。

また、設備利用率については、原子力発電との比較の観点から 70%、80%の試算を全電源種(水力を除く)について行うとともに、その他、各電源種の実績等を踏まえた試算を行った。

(4) 経済指標

試算に用いた主要経済指標は以下のとおり。

① 為替レート: 121.98 円/\$ (2002 年度平均値)

② 燃料価格

・初年度燃料価格: 2002 年度平均価格

石 油: 27.41 \$/b

L N G: 28,090 円/t

石 炭: 35.5 \$/t

・石油、LNG、石炭の燃料上昇率は、IEA の「WORLD ENERGY OUTLOOK」の最新値をもとに算定。

・石油石炭税: 石炭に新たに課税し LNG に増税とする内容の課税見直しを考慮。具体的な数値は、2007 年 4 月 1 日実施予定の最終的な税率を反映。

LNG: 1,080 円/t

石 炭: 700 円/t

石 油: 2,040 円/kl

※石油石炭税を考慮した結果、この課税見直しによる発電原価への影響額は、LNG 0.05 円/kWh、石炭 0.25 円/kWh 程度。

		1999 年原子力部会試算	今 回
共通	為替レート	128.02 円/\$	121.98 円/\$
LNG	燃料価格	18,902 円/t	28,090 円/t
	燃料上昇率	1.82%	0.27%
石 炭	燃料価格	38.8 \$/t	35.5 \$/t
	燃料上昇率	0.88%	0.77%
石 油	燃料価格	13.13 \$/b	27.41 \$/b
	燃料上昇率	3.36%	0.20%

2.2 割引率について

○割引率とは、長期的な投資効率を評価する等の目的で、将来価値を現在価値に割り引く際に用いる利率のことを言う。1999 年原子力部会の試算においては、名目利子率から物価上昇率を差し引いた実質利子率を用いて代表値を設定しているが、割引率は、経済情勢や評価の目的により変わりうるものであることから、割引率を幅広く設定し 0%、1%、2%、3%、4%の 5 通りの試算を示した。

2.3 原子燃料サイクルコスト計算の諸元

原子力発電の燃料費(原子燃料サイクルコスト)の計算に当たっては、1999 年原子力部会試算モデルに準拠し、以下の前提を用いた。

(1) ウラン燃料濃縮度	BWR 3.8 % PWR 4.1 %
(2) 平均取出燃焼度	ウラン燃料 45,000 MWd/t MOX 燃料 40,000 MWd/t
(3) 燃料の炉内滞在期間	5 年
(4) 熱効率	34.5%
(5) ウラン燃料の取得価格	2000～2002 年度に於ける購入実績を基に価格とリードタイムを設定 なお、今回試算したウラン濃縮工場のバックエンドについて、費用と分離作業(t-SWU/年)の年度展開を同時点に換算して均等化単価を求め、濃縮役務単価に加算
(6) MOX 燃料の取得価格	MOX 燃料加工事業に関する今回の検討結果に基づき、費用と生産量の年度展開を同時点に換算し、均等化単価を設定
(7) バックエンド処理単価	再処理、高レベル廃棄物、TRU 廃棄物、再処理施設の廃止措置、使用済燃料中間貯蔵などのバックエンドについて、今回の検討結果に基づき、各事業費用と処理量(或いは、貯蔵量、処分量)の年度展開を同時点に換算し、均等化単価を設定
(8) 燃料の原子炉装荷から再処理までの期間と、使用済燃料の割合	中間貯蔵無し 8 年 64% 中間貯蔵有り 50 年 36%
(9) MOX 燃料としての次世代再生率	15%

なお、再処理と MOX 燃料加工は、大規模工場の新規建設と TRU 廃棄物で汚染された設備の廃止措置を前提としており、処理単価が工場の操業期間に著しく依存する。そこで、工場の操業期間は約 40 年間としその後に廃止措置を行うスケジュールを前提としたまま、単価の設定に於いては、発電プラントと同様に全操業期間で均等化した処理単価と、設備の法定耐用年数を考慮した初期 16 年間で均等化(以下「法定耐用年均等化」と略す)した処理単価の二通りの値を用いることとする。

また、中間貯蔵される燃料の割合 36%は、現在の原子力設備容量に加え、計画のある新增設を考慮した将来の原子力設備容量に基づく年間使用済燃料発生量(1,250 トン/年)から、六ヶ所再処理容量(800トン/年)を差し引いて求めたものである。

3. 試算結果

3.1 原子燃料サイクルコストの評価結果

原子力発電の燃料費(原子燃料サイクルコスト)の評価結果を以下に示す。後述する原子力発電原価に対し、これらの原子燃料サイクルコストは概ね 20～30%程度であり、バックエンドコストは更に小さく約 10～20%程度である。

<今回試算値>

全操業期間で均等化した原価

(単位:円/kWh)

割引率	0%	1%	2%	3%	4%
ウラン燃料	0.49	0.53	0.56	0.59	0.62
MOX 燃料	0.11	0.09	0.08	0.07	0.06
(フロント計)	0.60	0.62	0.64	0.66	0.68
再処理(輸送込み)	0.71	0.61	0.54	0.50	0.47
H L W貯蔵・輸送・処分	0.17	0.16	0.15	0.15	0.14
T R U処理・貯蔵・処分	0.15	0.12	0.10	0.09	0.07
再処理デコミ	0.14	0.08	0.05	0.03	0.02
中間貯蔵(輸送込み)	0.06	0.05	0.04	0.04	0.04
(バックエンド計)	1.23	1.03	0.90	0.81	0.75
(燃料サイクル計)	1.83	1.64	1.53	1.47	1.43

法定耐用年で均等化した原価

(単位:円/kWh)

割引率	0%	1%	2%	3%	4%
ウラン燃料	0.49	0.53	0.56	0.59	0.62
MOX 燃料	0.14	0.11	0.09	0.08	0.07
(フロント計)	0.63	0.64	0.65	0.67	0.69
再処理(輸送込み)	0.98	0.82	0.72	0.65	0.59
H L W貯蔵・輸送・処分	0.17	0.16	0.15	0.15	0.14
T R U処理・貯蔵・処分	0.15	0.12	0.10	0.09	0.07
再処理デコミ	0.39	0.21	0.12	0.07	0.04
中間貯蔵(輸送込み)	0.06	0.05	0.04	0.04	0.04
(バックエンド計)	1.74	1.36	1.14	0.99	0.89
(燃料サイクル計)	2.37	2.00	1.79	1.66	1.58

(註)高レベル廃棄物の処分は、現行の拠出金(割引率 2%)を全てのケースに算入している。

各項目ごとの四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

<1999 年試算時>

(単位:円/kWh)

割引率	3%
ウラン燃料	0.66
MOX 燃料	0.07
(フロント計)	0.74
再処理(輸送込み)	0.63
HLW貯蔵・輸送・処分	0.16
TRU処理・貯蔵・処分	0.10
再処理デコミ	—
中間貯蔵(輸送込み)	0.03
(バックエンド計)	0.92
(燃料サイクル計)	1.65

(註:各項目ごとの四捨五入の関係
により合計が合っていない)

以上の結果から、同じ割引率(3%)の場合について、今回の試算値を1999年の試算値と比較する。

まず、フロントエンド原価の内、ウラン燃料は最近の取得価額の低下が表れ1999年試算時と比べ0.07円/kWh程度の減少となっている。国内ウラン濃縮工場のバックエンド費用を考慮に入れたことは、フロントエンド原価に殆ど影響していない。MOX燃料加工は、今回の検討に於いて工場のバックエンドまで含めて評価を行っているが、40年間の均等化原価は殆ど変わっていない。法定耐用年均等化原価を見ると0.01円/kWhの上昇となっている。フロントエンド合計では、ウラン燃料の低下が効いて40年間均等化原価で0.08円/kWhの低下、法定耐用年を考慮しても0.07円/kWhの低下となった。

次に、バックエンド原価の内、再処理については、1999年試算時の値が操業初期の減価償却費の大きな段階での再処理単価に基づき求めた値であった為、今回試算の40年均等化原価は0.13円/kWhの低下となり、一方法定耐用年の値は、再処理工場竣工後の追加設備を考慮に入れたことなどの為に0.02円/kWhの上昇となっている。高レベル廃棄物(HLW)に係わる原価は、今回の検討に於いて貯蔵施設の設計を具体的に評価した結果0.01円/kWhの低下となっている。TRU廃棄物に係わる原価も、処理貯蔵施設や地層処分場の設計などを具体的に評価した結果0.01円/kWhの低下となっている。再処理施設の廃止措置は、今回初めて算入したものであり、40年間均等化で0.03円/kWh、法定耐用年均等化で0.07円/kWhとなっている。中間貯蔵は、発

電所から中間貯蔵施設に向けた輸送単価の見直しなどの影響により 0.01 円/kWh の上昇となっている。以上より、バックエンド合計では、40 年間均等化で 0.11 円/kWh の低下、法定耐用年均等化で 0.07 円/kWh の増加となった。

フロントエンドとバックエンドを合計した原子燃料サイクルコスト全体では、40 年間均等化で 0.18 円/kWh 程度低下し、法定耐用年均等化で 0.01 円/kWh 増加することとなった。

3.2 試算による発電原価

- (1) 原子力発電及び各種電源の運転期間 40 年及び法定耐用年数の各場合の運転年平均発電原価(原子力、LNG 火力、石油火力、石炭火力及び一般水力)の結果は以下のとおり。

運転年数：全電源種とも 40 年

(単位：円/kWh)

	利用率	割引率				
		0%	1%	2%	3%	4%
一般水力	45%	8.2	9.3	10.6	11.9	13.3
石油火力	30%	14.4	15.0	15.7	16.5	17.3
	70%	10.4	10.6	10.9	11.2	11.6
	80%	10.0	10.2	10.5	10.7	11.0
LNG火力	60%	6.2	6.4	6.6	6.8	7.1
	70%	6.0	6.1	6.3	6.5	6.7
	80%	5.8	5.9	6.1	6.2	6.4
石炭火力	70%	5.3	5.6	5.9	6.2	6.5
	80%	5.0	5.2	5.4	5.7	6.0
原子力	70%	5.4	5.5	5.7	5.9	6.2
	80%	5.0	5.0	5.1	5.3	5.6
	85%	4.8	4.8	4.9	5.1	5.4

運転年数：水力40年、石油15年、LNG15年、石炭15年、原子力16年

(単位：円/kWh)

	利用率	割引率				
		0%	1%	2%	3%	4%
一般水力	45%	8.2	9.3	10.6	11.9	13.3
石油火力	30%	19.2	19.8	20.4	21.1	21.7
	70%	12.3	12.6	12.9	13.2	13.4
	80%	11.7	11.9	12.2	12.4	12.7
LNG火力	60%	7.6	7.7	7.9	8.1	8.3
	70%	7.1	7.2	7.4	7.6	7.7
	80%	6.7	6.9	7.0	7.2	7.3
石炭火力	70%	7.3	7.6	7.8	8.1	8.4
	80%	6.7	6.9	7.2	7.4	7.7
原子力	70%	8.2	8.0	8.1	8.2	8.3
	80%	7.5	7.3	7.3	7.4	7.5
	85%	7.2	7.0	7.0	7.0	7.2

- (2) さらに、運転年数、設備利用率、為替レート、燃料上昇率を変化させた場合の試算を行い、添付1の図1～10に示した。

4. その他考慮すべき事項

4.1 有価証券報告書からの算定値

○今回の試算で用いた算定方法は、今後新たに建設し発電を行う電源の発電コストを求めたこととなるが、既存発電所の発電コストを確認する観点から、これまで運転を行ってきた原子力発電及び火力発電の実績発電費用について、電力会社の有価証券報告書に基づき算定し、比較を行う。

本試算は、損益計算書の電源別費用を各々の電源別発電電力量で除したものであり、一般管理費については各電源毎の損益計算書上の発電費用(直接費)のウェイト、財務費用については各電源毎の貸借対照表上の資産簿価のウェイトにより、各電源に配分することにより算定した。

有価証券報告書からの算定値

	原子力	火力
2000 年度～2002 年度平均実績単価	8.3 円/kWh	10.0 (7.3) 円/kWh
[同 実績設備利用率]	[78%]	[41%]

※火力の()内は設備利用率を80%に換算した場合の試算値

4.2 今回の算定方法における試算結果を扱う際に考慮すべき事項

- 今回の試算は 1999 年原子力部会試算モデルに準拠して行ったものであるが、この試算モデルには、大規模改造工事の実施や高経年化等による修繕費の上昇など一般化が困難なことから反映されていない事項がある。
- また、エネルギーセキュリティー、地球温暖化等の環境問題、化石燃料調達のバーゲニングパワーといったコストに現れない効果もある。
- モデル試算の方法は、新規に建設し今後運転するプラントを想定して発電コストを算定するもの。よって、この試算による発電コストには、コスト等検討小委員会で示したバックエンドコストの見積もり費用の中で含まれていないものがある(返還廃棄物管理等)。

5. まとめ

- 原子力の経済性・収益性の評価、分析に資するため、今回のモデル試算では、運転年数について 40 年及び法定耐用年数の 2 ケース、設備利用率は 70%、80%及び電源毎の値、割引率は 5 ケースを算出し、さらに為替レートと燃料上昇率を変化させた場合の傾向をグラフにて示すなど、モデル試算において検討可能なケースをすべて網羅した。
- この試算結果によれば、1999 年の原子力部会での評価(原子力の経済性は他の電源との比較において遜色はない)と同等の結果が得られたものとする。

図1 運転年数を変化させた場合の発電単価
(設備利用率 80%、割引率 2%)

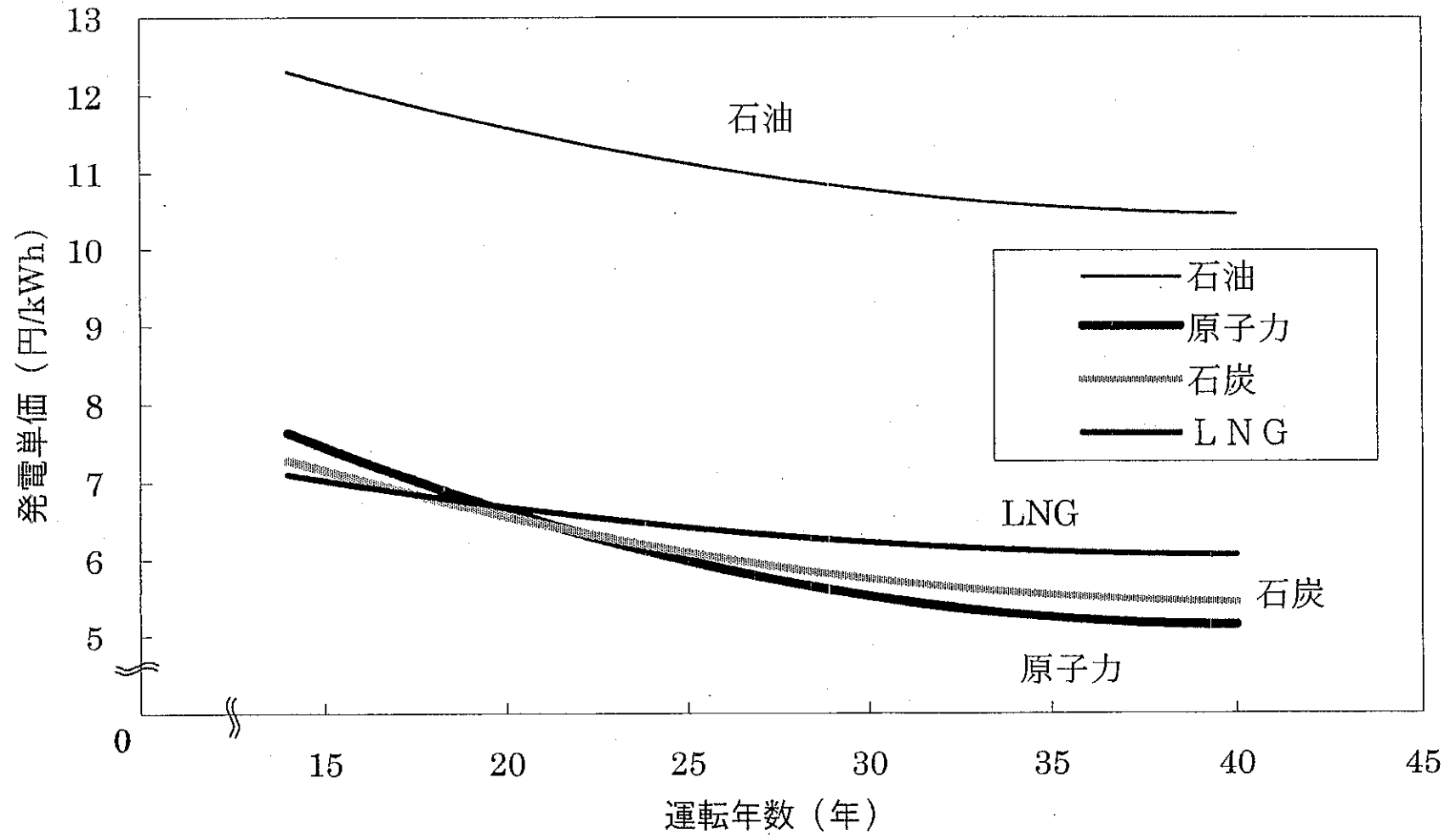


図2 運転年数を変化させた場合の発電単価
(設備利用率 80%、割引率 3%)

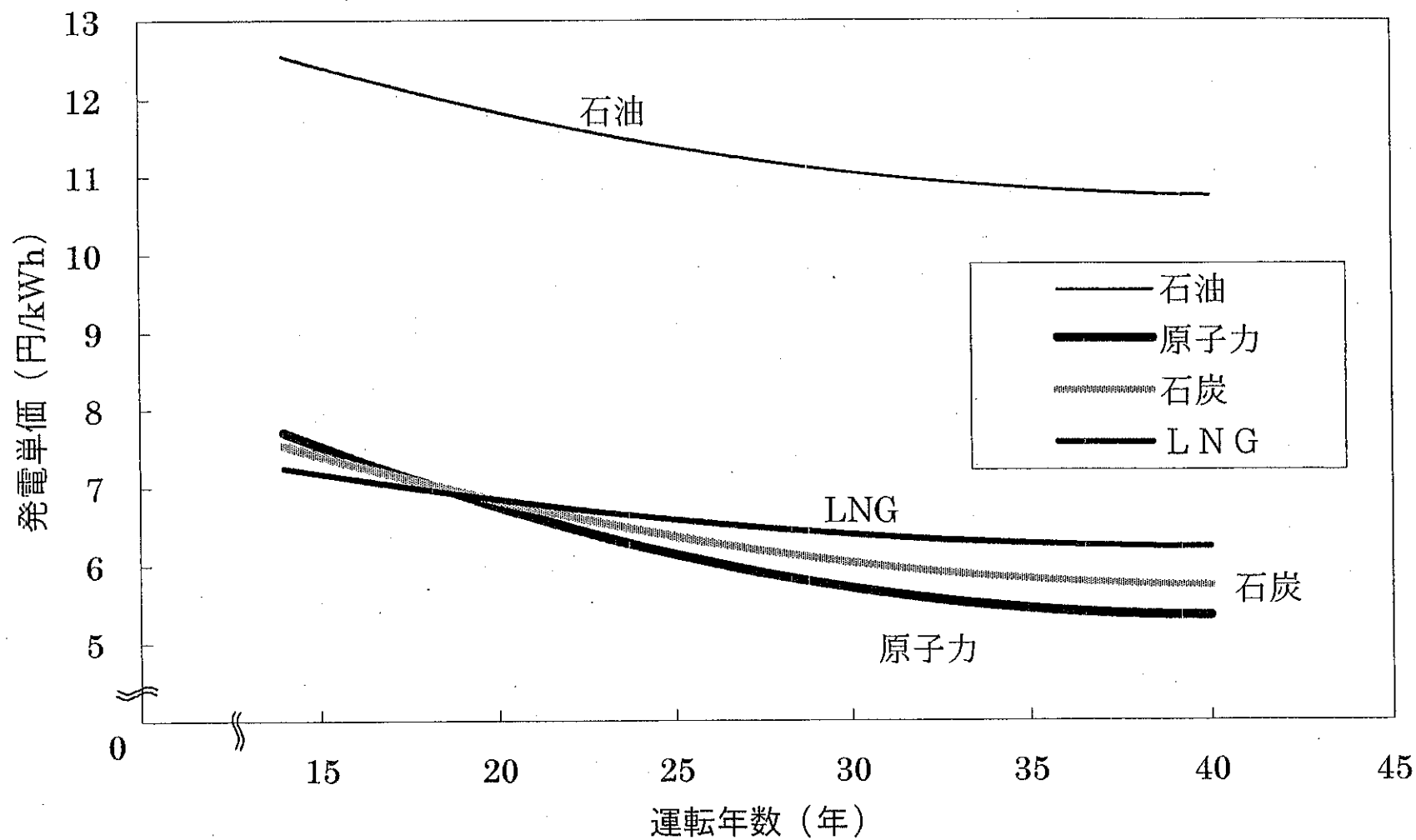


図3 設備利用率を変化させた場合の発電単価
(40年運転、割引率 2%)

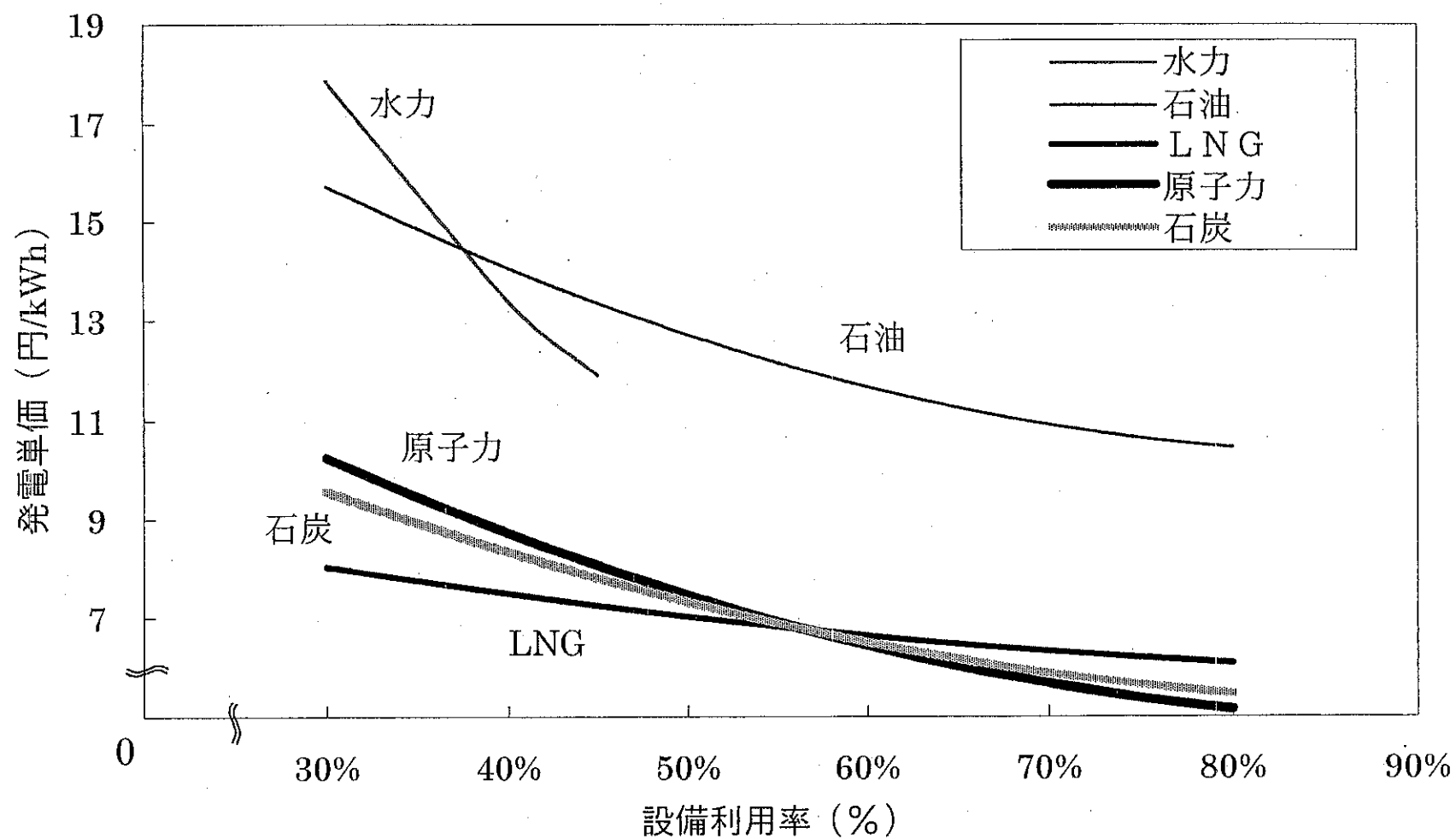


図4 設備利用率を変化させた場合の発電単価
(40年運転、割引率 3%)

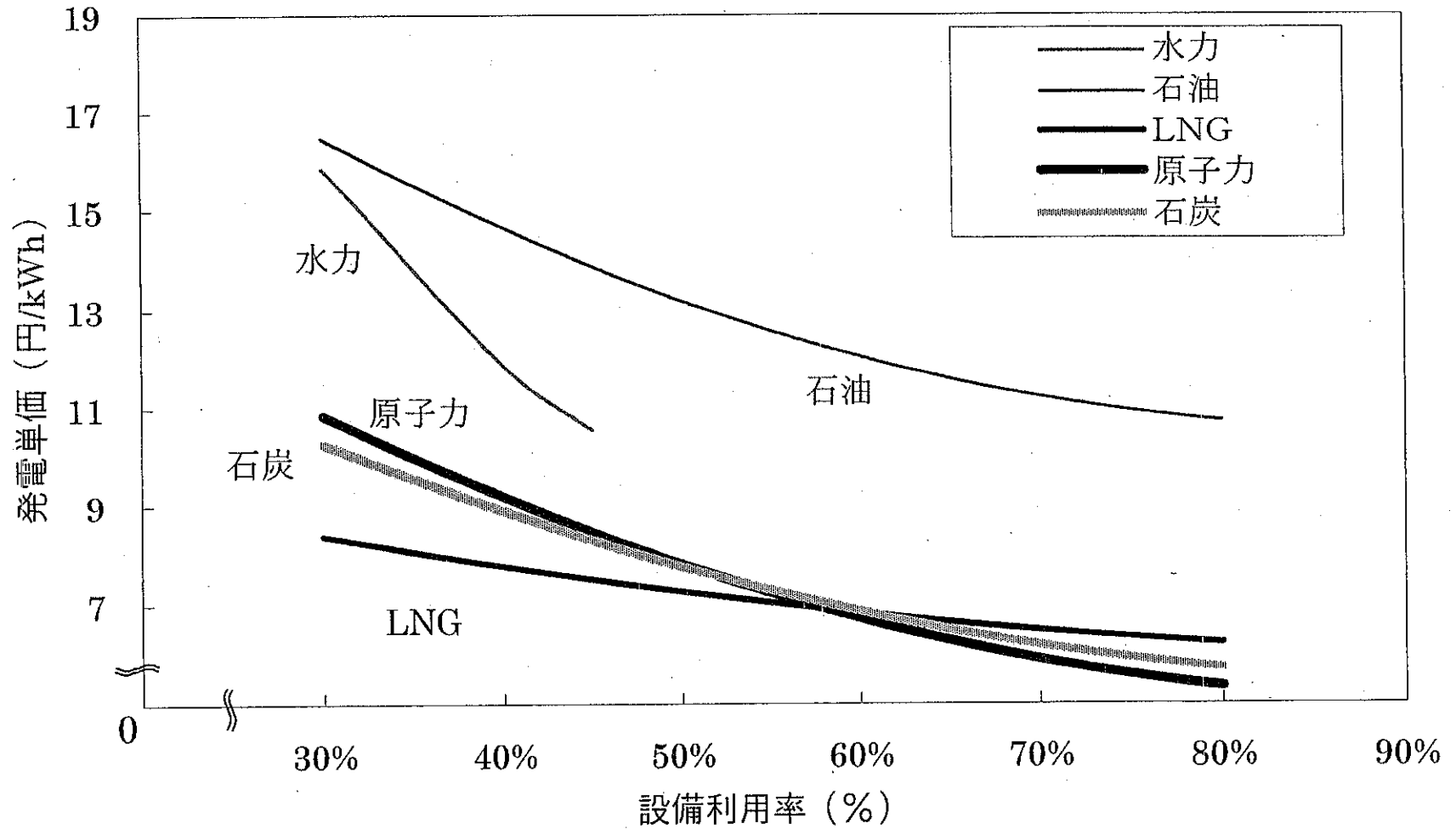


図5 設備利用率を変化させた場合の発電単価
(法定耐用年数運転、割引率 2%)

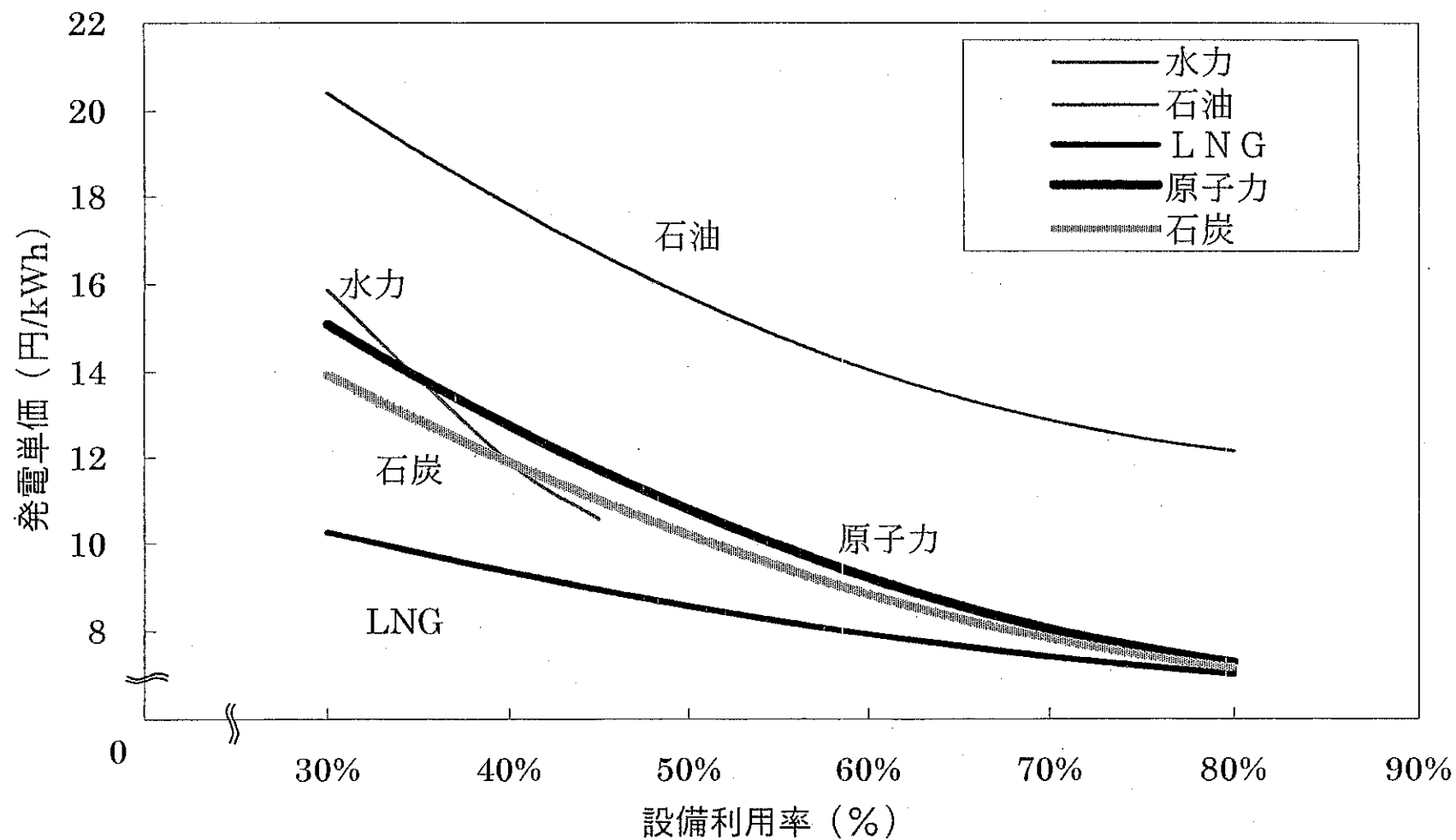


図6 設備利用率を変化させた場合の発電単価
(法定耐用年数運転、割引率 3%)

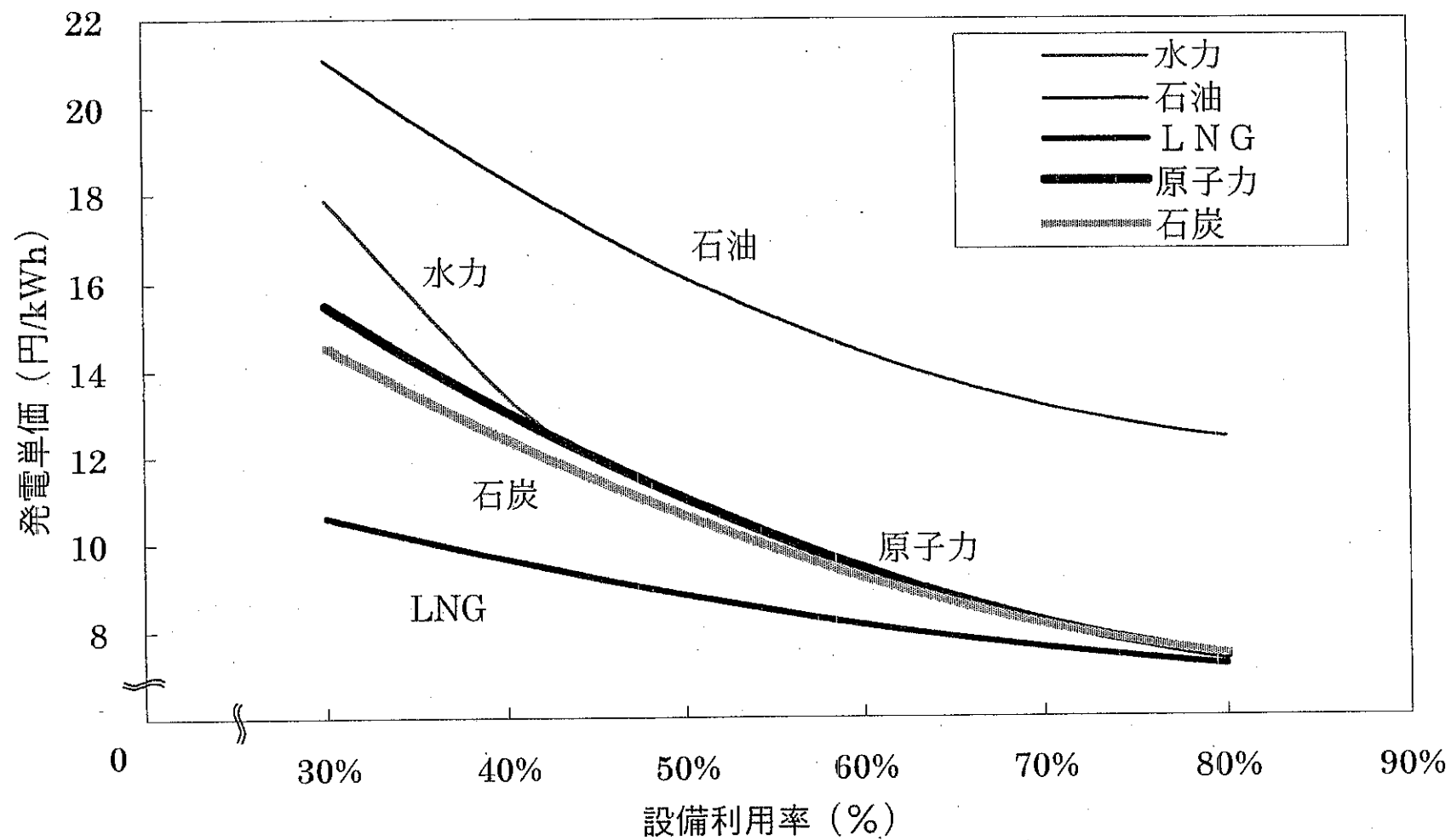


図7 為替レートを変化させた場合の発電単価
(40年運転、稼働率 80%、割引率 3%)

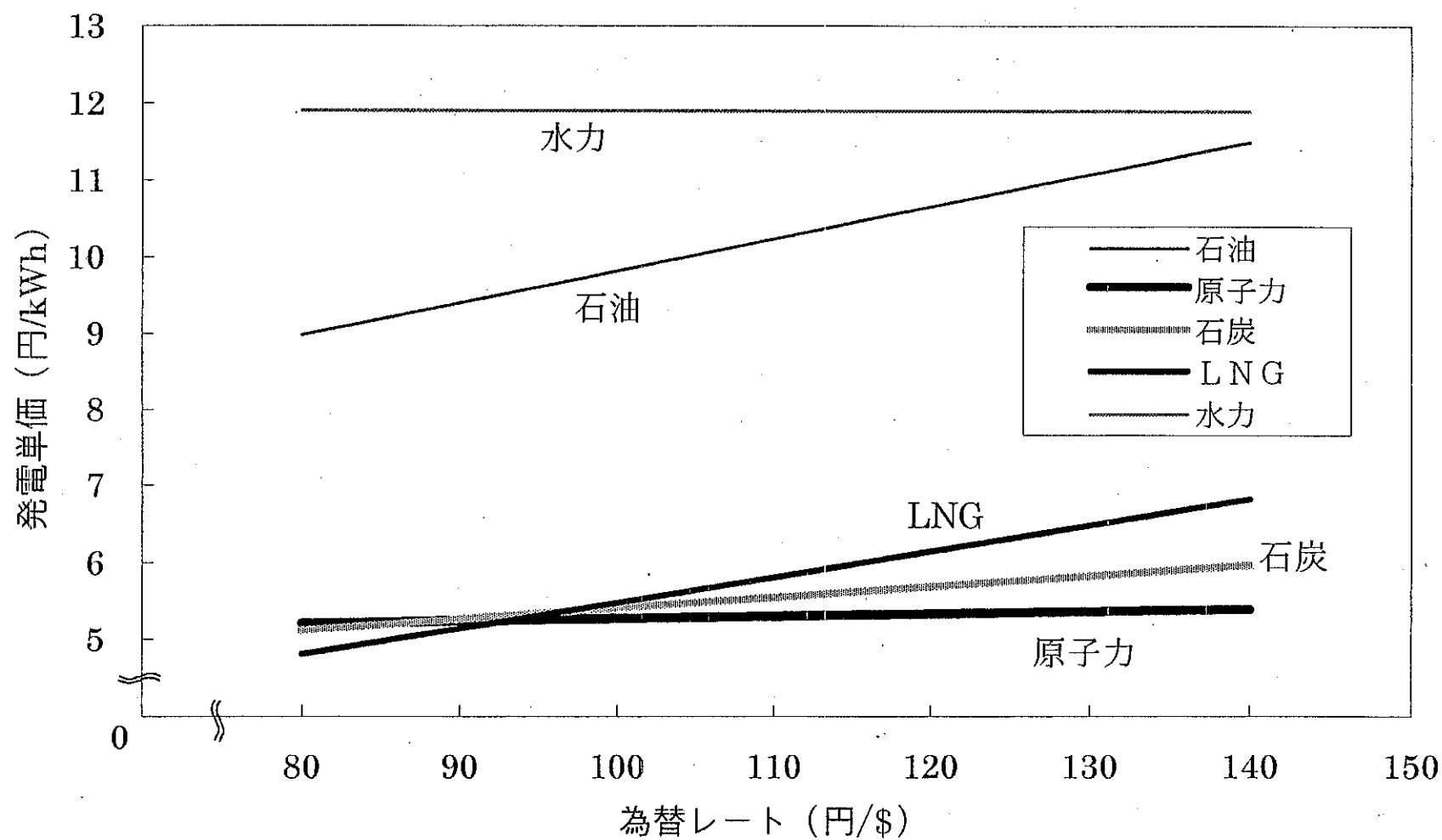


図8 為替レートを変化させた場合の発電単価
(法定耐用年数運転、稼働率 80%、割引率 2%)

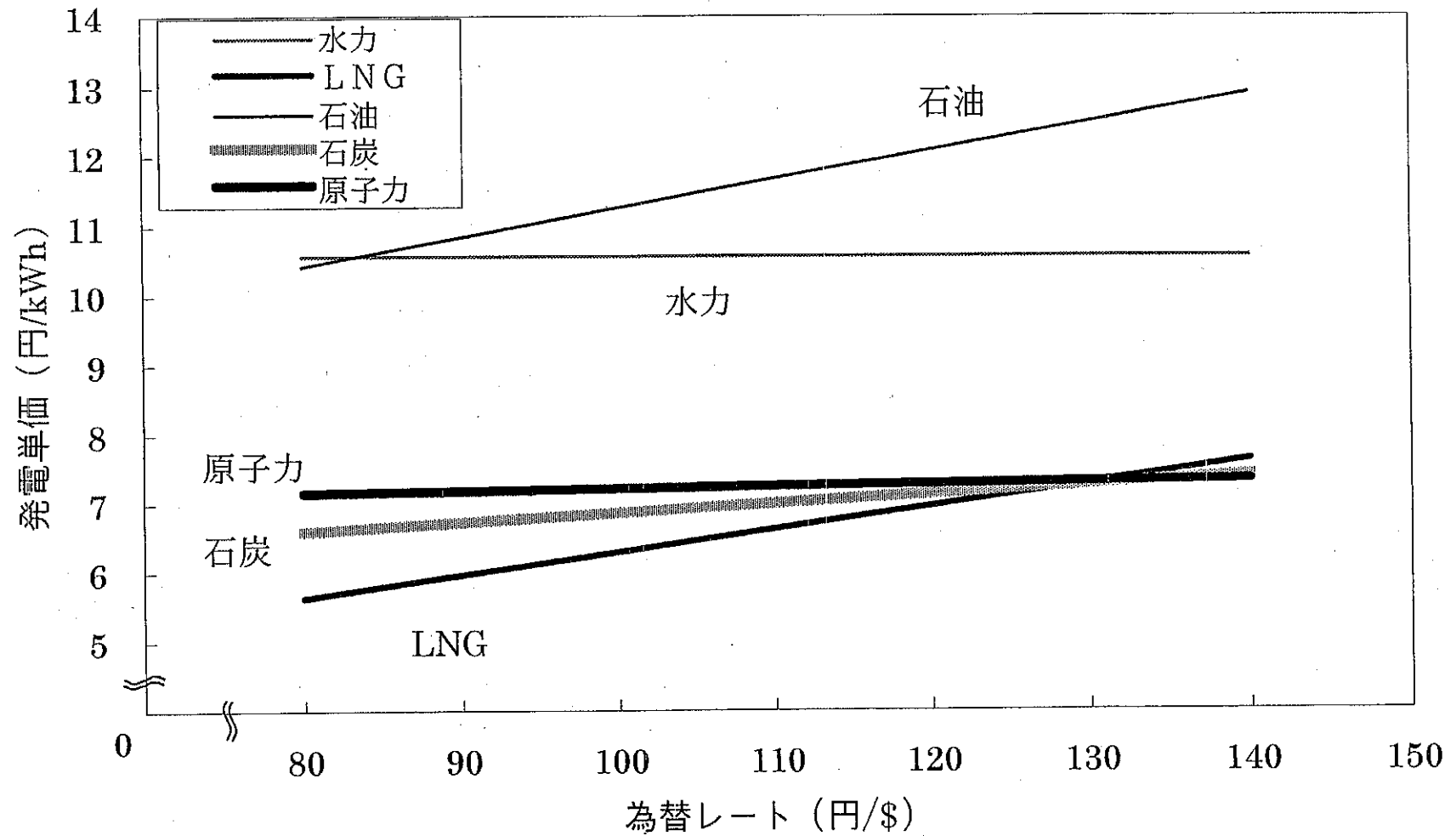


図9 燃料上昇率を変化させた場合の発電単価
(40年運転、設備利用率 80%、割引率 3%)

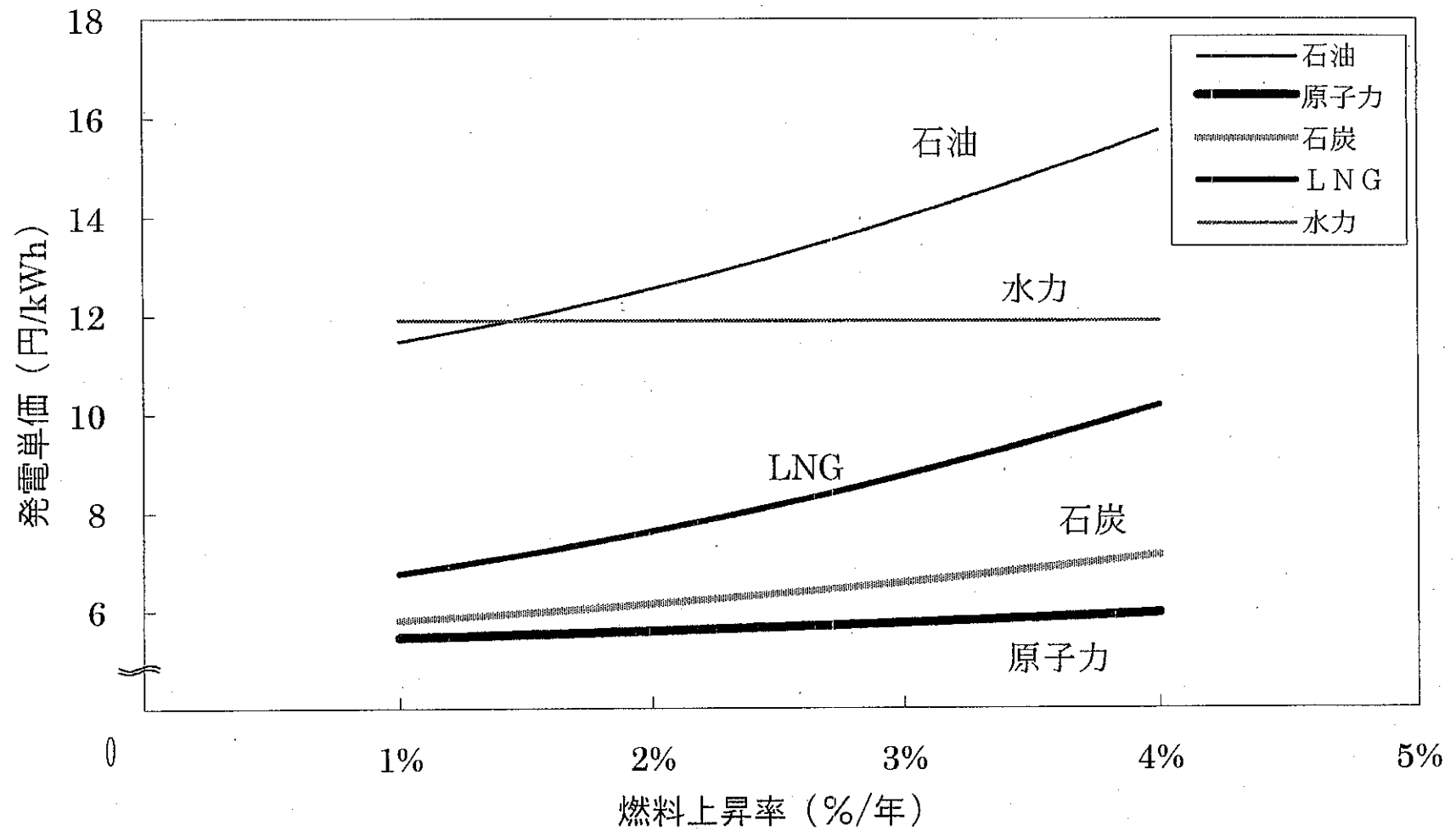
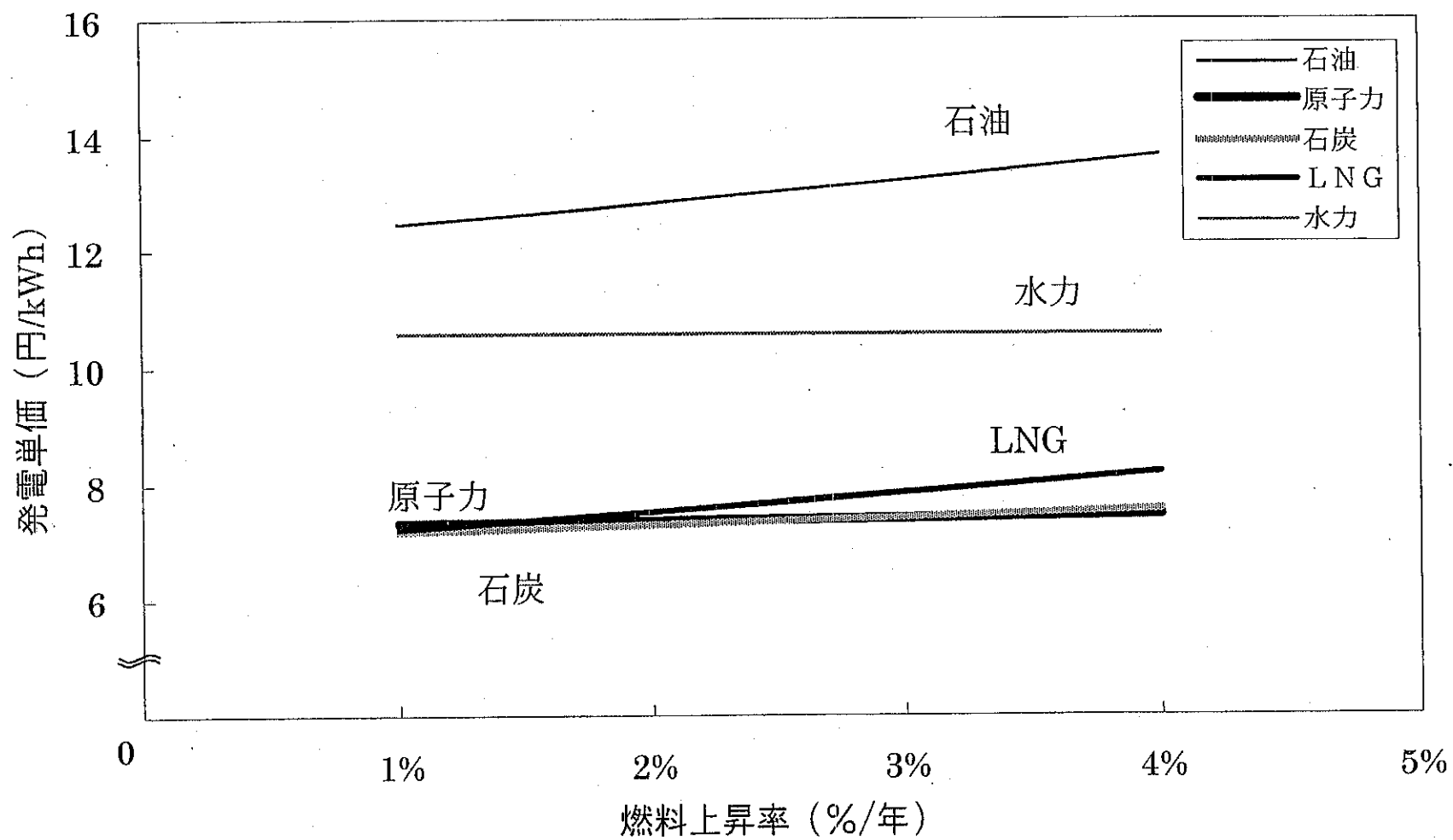


図10 燃料上昇率を変化させた場合の発電単価
(法定耐用年、設備利用率 80%、割引率 2%)



原子燃料サイクルバックエンドのラグタイム

項 目	ラグタイム(年)	
	中間貯蔵無し	中間貯蔵有り
原子炉装荷(基準年)	0年 *1	
再処理工場へのSF輸送	6	50
再処理	8	50
中間貯蔵施設へのSF輸送	—	10
中間貯蔵	—	30
HLW貯蔵	28	—
HLW輸送	48	50
TRU廃棄物処理	14 *2	50 *3
TRU廃棄物貯蔵		—
TRU廃棄物処分	地層処分	33
	地層処分以外	15
MOX燃料加工	8	50
再処理廃止措置	8	50

*1:燃料装荷約5年

*2:処理8年と貯蔵20年の平均値

*3:費用の半分を処理と仮定

原子燃料サイクルバックエンドの処理単価

全操業期間

項 目	割引率毎の処理単価(万円/トン)				
	0%	1%	2%	3%	4%
再処理工場へのSF輸送	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
再処理	23,400	24,300	25,300	26,300	27,300
中間貯蔵施設へのSF輸送	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
中間貯蔵	4,200	4,700	5,400	6,100	7,000
HLW貯蔵	2,300	2,400	2,400	2,500	2,600
HLW輸送	300	300	300	300	300
HLW処分	拠出金単価を適用				
TRU廃棄物処理	2,400	2,500	2,500	2,500	2,600
TRU廃棄物貯蔵					
TRU廃棄物処分	地層処分	2,200	2,400	2,900	3,500
	地層処分以外	1,000	1,000	1,000	1,000
MOX燃料加工	25,600	25,700	25,900	26,200	26,600
再処理廃止措置	4,800	3,600	2,700	2,000	1,400

法定耐用年

項 目	割引率毎の処理単価(万円/トン)				
	0%	1%	2%	3%	4%
再処理工場へのSF輸送	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
再処理	32,700	33,300	33,900	34,500	35,100
中間貯蔵施設へのSF輸送	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
中間貯蔵	4,200	4,700	5,400	6,100	7,000
HLW貯蔵	2,300	2,400	2,400	2,500	2,600
HLW輸送	300	300	300	300	300
HLW処分	拠出金単価を適用				
TRU廃棄物処理	2,400	2,500	2,500	2,500	2,600
TRU廃棄物貯蔵					
TRU廃棄物処分	地層処分	2,200	2,400	2,900	3,500
	地層処分以外	1,000	1,000	1,000	1,000
MOX燃料加工	32,700	31,700	31,000	30,700	30,600
再処理廃止措置	13,600	9,000	5,900	4,000	2,600

(参 考)

発電コストの試算方法について

資本費、運転維持費及び燃料費は以下の計算式により算定。

項目		試算式
資本費	減価償却費	$\sum [\text{残存簿価} \times \text{償却率} \times \kappa_i]$
	固定資産税	$\sum [\text{残存簿価} \times \text{固定資産税率} \times \kappa_i]$
	報酬	$\sum [\text{残存簿価} \times \text{報酬率(=割引率)} \times \kappa_i]$
	水利使用料	$\sum [(\text{常時理論水力} \times 1976 + (\text{最大理論水力} - \text{常時理論水力}) \times 436) \times \kappa_i]$
	廃炉費用	原子力発電施設解体引当金総見積額
運転維持費	修繕費	$\sum [C_f \times P \times \text{修繕費率} \times \kappa_i]$
	諸費	$\sum [C_f \times P \times \text{諸費率} \times \kappa_i]$
	給料手当	$\sum [\text{従業員給与} \times \text{従業員数} \times \kappa_i]$
	業務分担費	$\sum [(\text{修繕費} + \text{諸費} + \text{給料手当}) \times \text{業務分担費率} \times \kappa_i]$
	事業税	$\sum [(\text{資本費} + \text{直接費} + \text{業務分担費}) \times \text{税率} / (1 - \text{税率}) \times \kappa_i]$
燃料費(火力)		$\sum [(A_i + \text{燃料諸経費}) \times F_i]$
燃料費(原子力)		$\sum \{ \sum [C_j \times (1+q)^{T_j} / B] \times G_i \}$
発電電力量(発電端)		$\sum G_i$
発電電力量(送電端)		$\sum [G_i \times (1 - L_s)]$

C_f : 建設単価 (万円/kW) P : 出力 (万 kW) α : 設備利用率 (%)

q : 割引率 (%) r : 燃料価格上昇率 (%) L_s : 所内率 (%)

C_j : 原子燃料サイクルの構成要素 j の単価 (万円/トン)

T_j : 原子燃料サイクルの構成要素 j のリードタイム(+)またはラグタイム(-) (年)

B : 原子燃料 1 トンの発電電力量 (kWh)

κ_i : i 年度における現在価値換算係数 ($= (1+q)^{-i}$)

A_i : i 年度における燃料価格 ($= A_1 (1+r)^{i-1}$)

F_i : i 年度における必要燃料量 ($= G_i \times 860(\text{kcal/kWh}) / \text{熱効率} \div \text{燃料発熱量}$)

G_i : $P \times 24\text{h} \times 365 \text{ 日} \times \alpha \times \kappa_i$

直接費 : 修繕費 + 諸費 + 給料手当 + 燃料費

※表中の \sum は運転年の積算値 (原子燃料費の場合には構成要素の合計値)

※試算の前提諸元は以下のとおり

・ 建設単価 (万円/kW)

	原子力	石油	LNG	石炭	水力
今回	27.9	26.9	16.4	27.2	73.2
前回(1999 試算)	29.1	28.4	20.3	30.3	75.7

・ 固定資産税率 : 1.4% ・ 事業税率 : 1.3%

・ 熱効率 : 原子力 34.5%、石油 39.4%、LNG 48.4%、石炭 41.8%

・ 所内率 : 水力 0.2%、原子力 3.5%、石油 4.5%、LNG 2.0%、石炭 6.1%

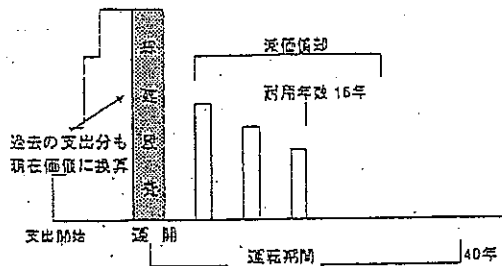
・ 廃炉費用 = 廃炉単価 $\times P \times \kappa_i$ (運転年数 + 7 年)

※廃炉単価 = $\sum [\text{モデルプラント毎の原子力発電施設解体引当金総見積額 (廃棄物処理処分費用も含む)}] \div \text{モデルプラント毎の出力} \div \text{モデルプラント数}$

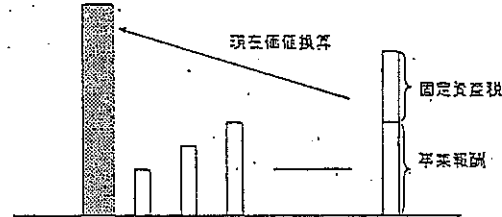
発電原価計算方法について

1. 資 本 費

(1) 設備償却…耐用年ベース



(2) 固定資産税…原価(土地を含む)×1.4%
炉費費用等

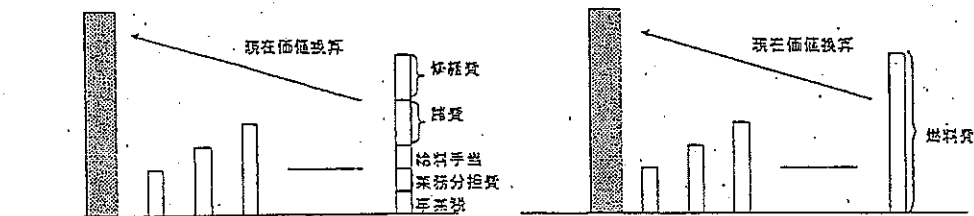


2. 運 転 維 持 費 + 燃 料 費

- ① 修繕費…修繕原価×修繕費率
- ② 雑費…修繕原価×雑費率
- ③ 給料手当
- ④ 一般管理費
- ⑤ 事業税…全費用計×事業税率/(1-事業税率)

○ 燃料費…kWh当たり燃料単価×発電機電力量

・雑費…雑給、廃棄物処理費、消耗品費、水利使用料
補修費、賃借料、委託費、損害保険料、雑費



÷ (40年間累計)送電端電力量(現在価値換算後)

基準出力×8,760h×設備利用率×(1-所内ロス率)
×現在価値換算係数

= 耐用年平均発電原価

※現在価値換算しているのは、耐用年均等の総費用を算出するためである。

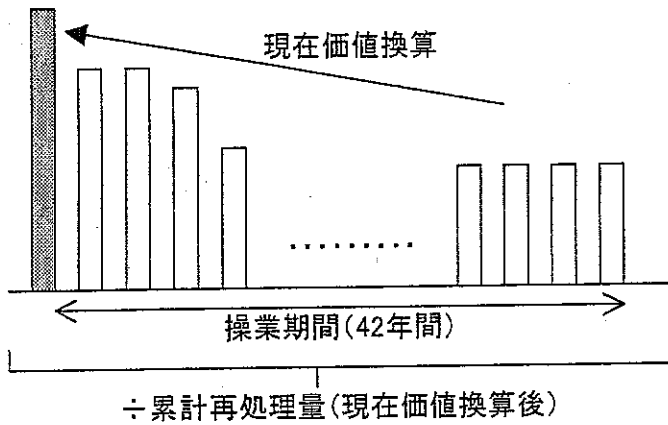
※建設費の号機修正について

2号機以降の本体部分については、修正係数を乗じることにより、建設費を修正し、
附属設備を加算している。

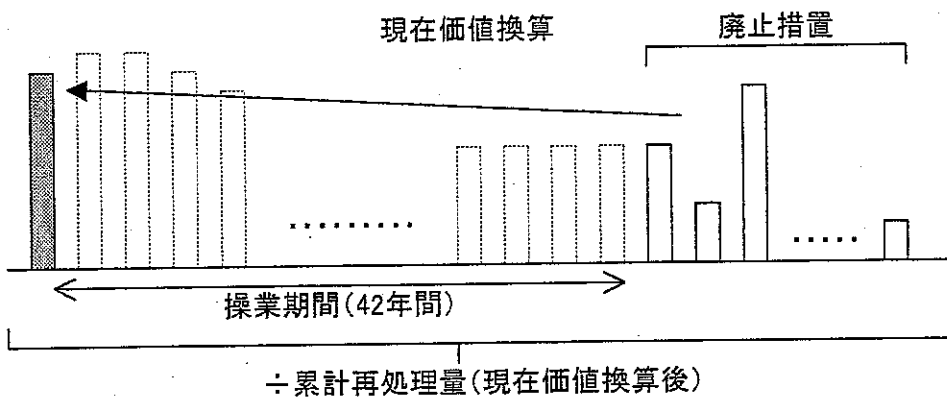
(附属設備…燃料基地・灰捨て場・汚泥設備)

処理単価の計算方法について

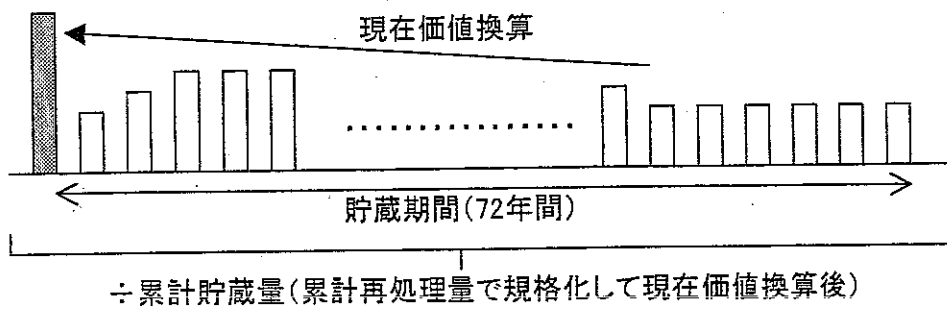
再処理(再処理本体及びガラス固化処理)



再処理廃止措置

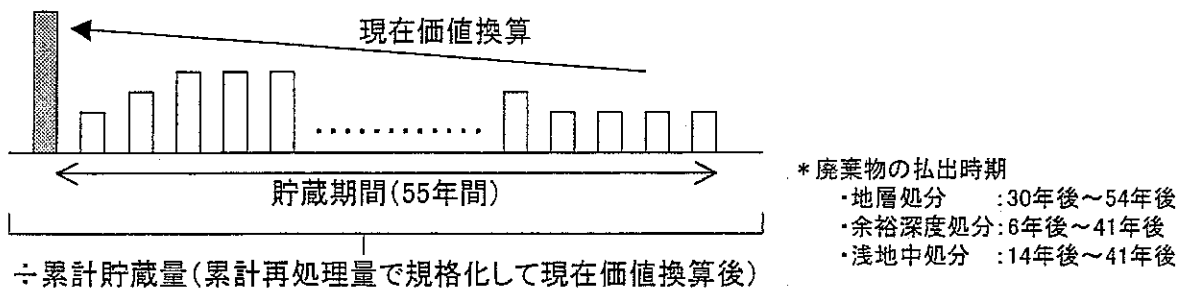


HLW貯蔵

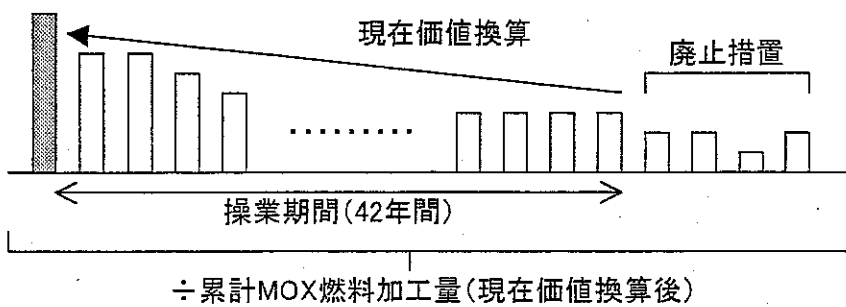


* HLWの払出時期:30年後~71年後(30年間貯蔵)

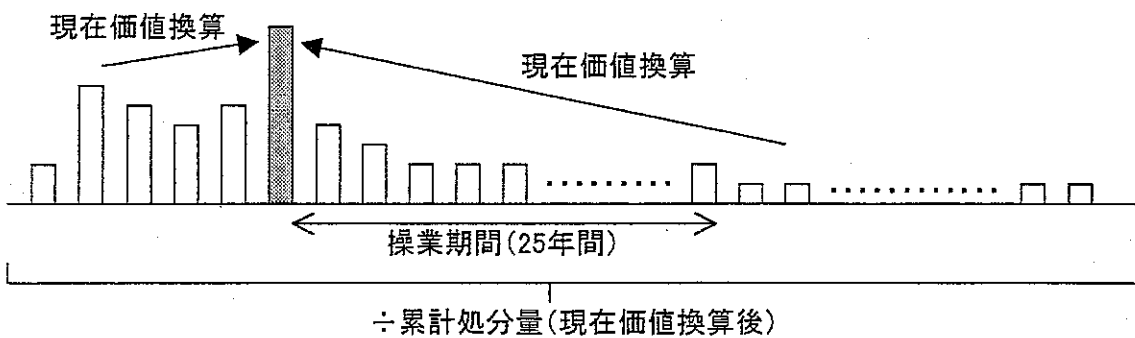
TRU廃棄物処理・貯蔵



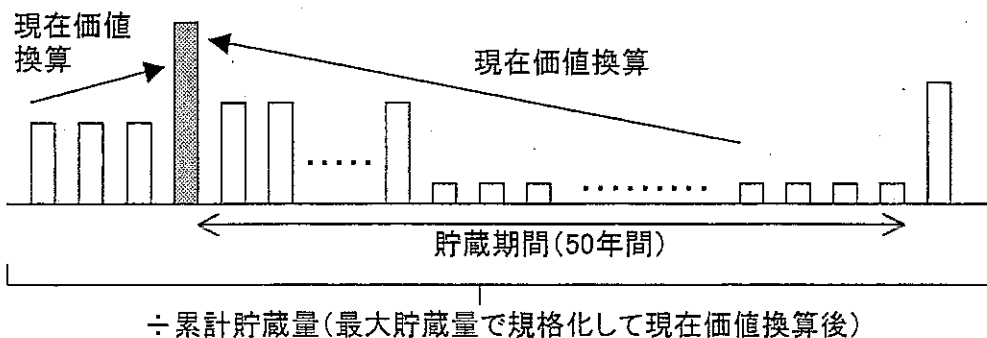
MOX燃料加工 (MOX燃料加工に起因するTRU廃棄物処分を含む)



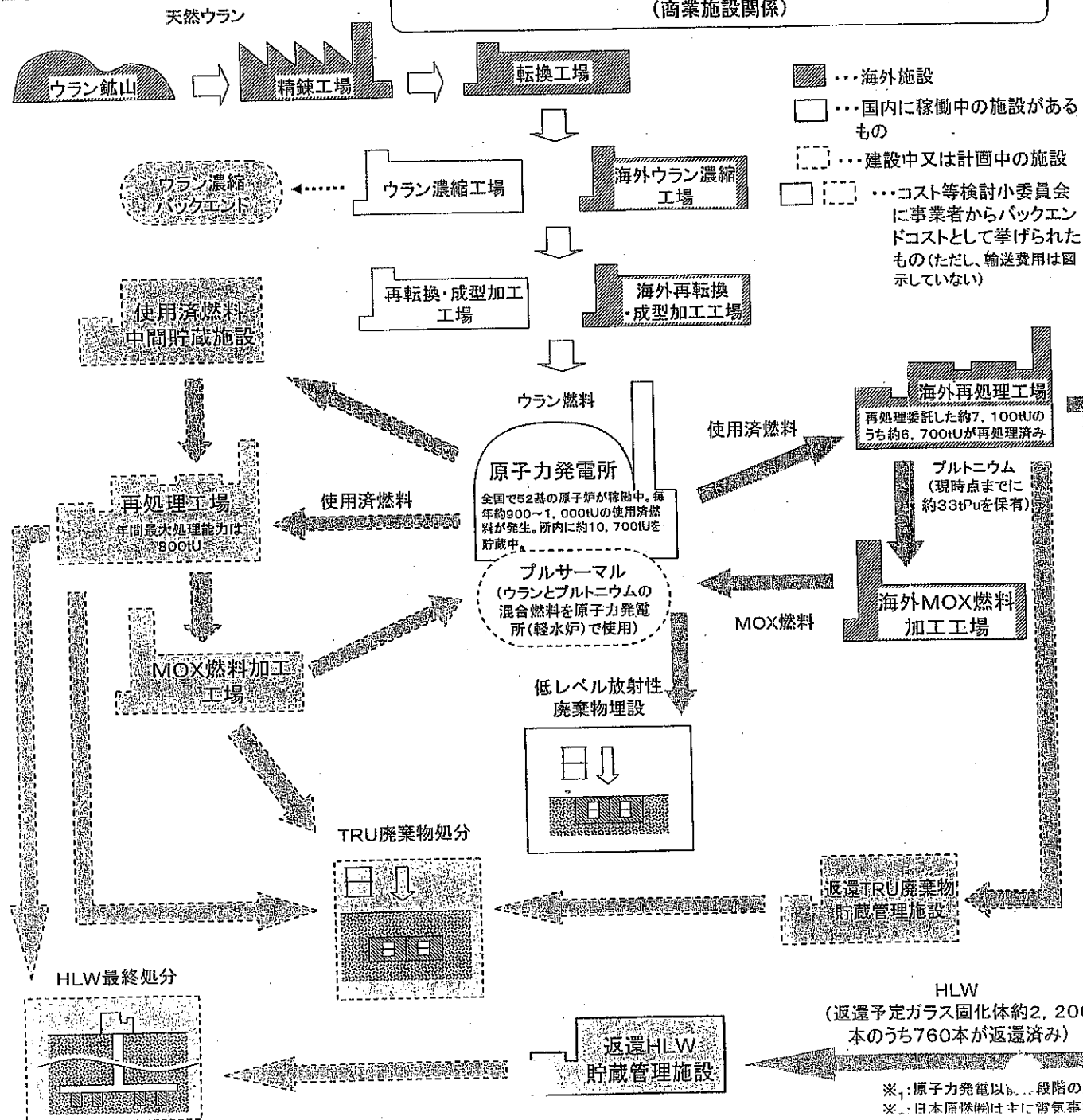
TRU廃棄物地層処分



中間貯蔵



* 受入期間10年間で40年間貯蔵後、10年間で払出



＜現状＞

〈ウラン燃料加工〉

○ウラン濃縮

天然ウランにはウラン238が99.3%、ウラン235が0.7%含まれているが、軽水炉用の燃料として利用するため、核分裂しやすいウラン235の割合を3~5%に高める作業。ウラン濃縮工場については日本原燃(株)が青森県六ヶ所村において1992年から操業中。

○再轉換・成型加工

六フッ化ウランを酸化ウラン粉末にし、加圧成形してペレットを作り、被覆管に入れ、燃料集合体に組み立てる作業。

〈核燃料サイクル〉

○使用済燃料中間貯蔵

原子力発電所で使い終わった燃料を、再処理するまでの間、当該発電所以外の使用済燃料貯蔵施設において貯蔵。東京電力㈱が青森県むつ市において事業化の準備を進めているところ。

○再处理

使用済燃料からウランとプルトニウムを回収。日本原燃㈱が青森県六ヶ所村において我が国初の商業用再処理工場を建設中。

OMOX燃料加工

再処理により回収されたプルトニウムをウランと混合して燃料に加工。プルサーマル用のMOX燃料については日本原燃㈱が事業主体として、MOX燃料加工工場の立地協力を青森県及び六ヶ所村に要請。

〈放射性廃棄物〉

○低レベル放射性廃棄物(LLW)

主に原子力発電所の運転に伴い発生する廃棄物(本資料においてはTRU廃棄物は含まず)。このうち放射能レベルの比較的低い廃棄物の埋設については、日本原燃(株)が青森県六ヶ所村において1992年から事業化。

OTRU廢棄物

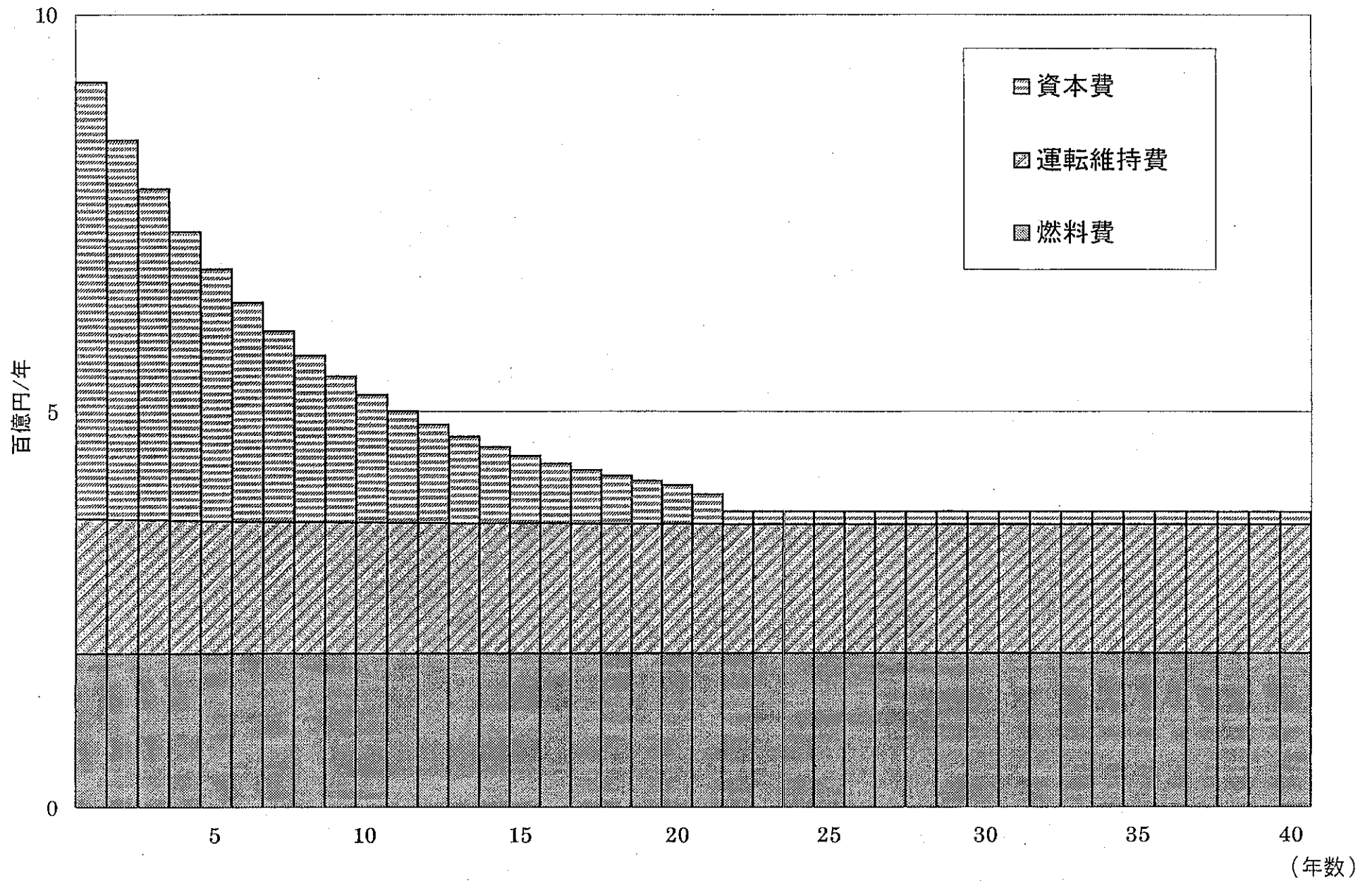
再処理施設、MOX燃料加工工場の運転又は解体に伴って発生するウランより原子番号の大きい人工放射性核種(TRU核種)を含む廃棄物。

○高レベル放射性廃棄物(HLW)

再処理過程で使用済燃料からプルトニウム、ウラン等の有用物質を分離した後に残存する廃棄物。最終処分事業の実施主体は認可法人である原子力発電環境整備機構。

※：日本原燃㈱は主に電気事業者10社（一般電気事業者9社・日本原電㈱）が出資する民間会社。

原子力発電所費用年度推移
(40年運転モデル、割引率:0%)



再処理施設費用年度推移

